

К вопросу о закономерностях в трансформации параметров относительной фазовой проницаемости при изменении размерности модели нефтяного пласта

Александр Дмитриевич Бекман¹, Сергей Викторович Степанов^{1,2}✉,
Дмитрий Валерьевич Зеленин¹

¹ Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

² Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: svstepanov@tnnc.rosneft.ru ✉

Аннотация. В статье приводятся результаты исследований по поиску закономерностей в трансформации параметров функции относительной фазовой проницаемости при изменении размерности математической модели на примере двух синтетических моделей (однослойная латеральная 2D-модель и 0D-модель материального баланса CRM) нефтяной залежи, расположенной в неоднородном пласте и разрабатываемой при заводнении. Установлено, что трансформация параметров относительной фазовой проницаемости связана с фильтрационными свойствами и упругоёмкостью пласта, а также со спецификой работы скважин. При этом для трех из пяти параметров сохраняется зависимость от проницаемости, но в иной форме, а для оставшихся двух параметров зависимость теряется. Качество аппроксимации зависимостей практически не зависит от объемов рассмотренных выборок данных. Полученные результаты направлены на совершенствование технологии моделирования разработки месторождений углеводородов, особенно в части иерархического моделирования.

Ключевые слова: математическое моделирование, модель материального баланса, CRM, разработка месторождений, относительная фазовая проницаемость

Цитирование: Бекман А. Д., Степанов С. В., Зеленин Д. В. 2023. К вопросу о закономерностях в трансформации параметров относительной фазовой проницаемости при изменении размерности модели нефтяного пласта // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 3 (35). С. 148–160. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-148-160>

Поступила 20.09.2023; одобрена 01.10.2023; принята 06.10.2023

On the question of the regularities in the transformation of the parameters of the relative phase permeability with a change in the dimension of the oil reservoir model

Alexander D. Bekman¹, Sergei V. Stepanov^{1,2}✉, Dmitry V. Zelenin¹

¹ Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

² University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: svstepanov@tnnc.rosneft.ru✉

Abstract. The article presents the results of research on the search for patterns in the transformation of the parameters of the relative phase permeability function when the dimension of the mathematical model changes using the example of two synthetic models (a single-layer lateral 2D model and a 0D model of the CRM material balance) of an oil deposit located in an inhomogeneous reservoir and developed during flooding. It is established that the transformation of the parameters of the relative phase permeability is associated with the filtration properties and elastic capacity of the formation, as well as with the specifics of well operation. At the same time, for three of the five parameters, the dependence on permeability remains, but in a different form, and for the remaining two parameters, the dependence is lost. The quality of the approximation of dependencies practically does not depend on the volume of the data samples considered. The results obtained are aimed at improving the technology of modeling the development of hydrocarbon deposits, especially in terms of hierarchical modeling.

Keywords: mathematical modeling, material balance model, CRM, field development, relative phase permeability

Citation: Bekman, A. D., Stepanov, S. V., & Zelenin, D. V. (2023). On the question of the regularities in the transformation of the parameters of the relative phase permeability with a change in the dimension of the oil reservoir model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(3), 148–160. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-148-160>

Received September 20, 2023; Reviewed October 1, 2023; Accepted October 6, 2023

Введение

Решение задач, возникающих по ходу проектирования и сопровождения разработки месторождений углеводородного сырья (включая нефтяные месторождения), с начала 2000-х гг., как правило, ведется с использованием гидродинамического моделирования,

т. е. посредством численного решения уравнений фильтрации применительно к 3D-модели природных пластов. Несмотря на универсальность, а именно способность учитывать массу факторов естественного и техногенного происхождения об объекте и процессах моделирования, такие гидродинамические модели (ГДМ) неэкономичны, поскольку требуют значительных ресурсов на создание и проведение расчетов.

Опыт гидродинамического моделирования, например для обоснования вариантов разработки или планирования геолого-технологических мероприятий на скважинах, показывает, что эффективность использования (практическая полезность) получаемых моделей невысока по причине колоссальной неопределенности объекта моделирования. Очевидно, что фактор неопределенности делает нецелесообразным детерминированный подход к 3D-моделированию разработки месторождений, однако реализация стохастического 3D-моделирования фактически невозможна в силу неэкономичности ГДМ. Поэтому существует необходимость в создании и применении новых подходов к моделированию разработки, которые позволили бы оценивать неопределенности и, кроме того, давать возможность для вероятностного моделирования при прогнозировании разработки. Другими словами, новые подходы должны позволять проводить расчеты на достаточном количестве реализаций модели пласта при достаточном количестве сценариев его разработки для получения статистически значимых результатов.

Перспективным для оценки неопределенности и вероятностного моделирования является многоуровневый подход [Поспелова и др., 2021]. Такой подход состоит из двух этапов. Первый — многомасштабное моделирование, т. е. моделирование вложенных объектов разного масштаба в рамках концепции моделей оптимальной сложности. Второй — иерархическое моделирование, т. е. моделирование одного объекта с использованием моделей разного типа. Принципиальное значение на этапе иерархического моделирования имеет понимание особенностей трансформации параметров моделей при изменении ее типа, в частности при изменении пространственной размерности модели.

Трансформацию параметров модели можно проиллюстрировать на классическом примере корректировки функции относительной фазовой проницаемости (ОФП), предварительно обоснованной по лабораторным исследованиям керна и модифицированной в ГДМ при ее адаптации на фактические промысловые данные по работе скважин. Необходимость такой модификации возникает, например, при учете особенностей численного моделирования течения воды и нефти к скважине. Иначе говоря, если рассмотреть две добывающие скважины, которые располагаются в однородном пласте, но при этом одна скважина обводняется за счет водяного конуса, а другая — за счет латерального притока воды от нагнетательных скважин, то для настройки обводненности в ГДМ потребуются (как вариант) различная корректировка ОФП, а именно повышение ОФП по воде в первом случае и понижение ОФП по воде во втором [Азиз, Сеттари, 1982]. В случае моделирования конуса корректировка ОФП обусловлена повышенной интенсивностью потока подошвенной воды, в случае латерального притока воды от нагнетательных скважин — численной диффузией. Таким образом, функция ОФП в математической модели природного пласта отражает не только свойство моделируемого объекта, но и особенности

процессов в околоскважинной зоне пласта, и вместе с тем представляет возможность численной схемы описывать эти процессы. В конечном итоге при численной имитации разработки пласта в его 3D-, 2D- и 1D-моделях ОФП будут отличаться. Чтобы подчеркнуть разницу кривых ОФП (образованную в том числе из-за изменения размерности модели) относительно исходных kernовых кривых, такие измененные функции ОФП называют псевдофункциями. Также заметим, что контекст термина «псевдофункция» ОФП подразумевает учет причин, обуславливающих корректировку; если же ОФП изменялись исключительно для адаптации модели на фактические данные, то такие ОФП называют модифицированными.

В рамках упомянутого выше многоуровневого подхода ключевое значение имеет моделирование на масштабе пласта с использованием 0D-модели (модели материального баланса), в качестве которой может выступать емкостно-резистивная модель (capacitance-resistive model, CRM) [Степанов и др., 2021]. CRM стыкует между собой этапы многомасштабного и иерархического моделирования, тем самым позволяя полноценно реализовать многоуровневое моделирование (слово «уровень» можно трактовать как синоним слова «масштаб» и как собственно уровень в иерархии моделей). Моделирование многофазной фильтрации в 0D-модели, если в ней используется понятие ОФП (см., например, [Fei, 2014]), приведет к тому, что эти ОФП будут отличаться от тех, что условно заложены в модели другой размерности. Более того, ОФП будут отличаться и в зависимости от разновидности модели CRM. Так, в CRMТ ОФП ассоциируются со всей моделируемой областью (всё множество добывающих и нагнетательных скважин), в CRMP — с областью дренирования одной скважины, приходящейся на все реагирующие с ней нагнетательные скважины, в CRMР — с областью дренирования добывающей скважины, приходящейся на одну из реагирующих с ней нагнетательных скважин [Sayagrou, 2008].

Использование многоуровневого моделирования подразумевает согласованность моделей, т. е. возможность передачи их параметров между моделями на соседних уровнях. При этом не исключается наличие каких-либо закономерностей между параметрами моделей разных уровней. Другими словами, такие закономерности — это следствие определенной трансформации параметров моделей, которая выражается в том, что одна и та же зависимость между свойствами в модели одного типа может отличаться от аналогичной зависимости в модели другого типа. Цель данной работы заключается в изучении закономерностей трансформации параметров, определяющих ОФП, при изменении размерности модели нефтяного пласта на примере латеральной 2D- и 0D-модели одного пласта (в виде CRMP). Исследование проведено на основе данных, полученных с использованием синтетических 2D- и 0D-моделей нефтяного пласта. При этом 0D-модель реализована в модифицированном виде [Бекман, 2023] для более точного описания динамики обводненности скважин.

Синтетические модели пласта

При CRMP-моделировании задаются не поля свойств пласта, а параметры областей, ассоциируемых с добывающими и влияющими на них нагнетательными скважинами.

Следовательно, параметры этих областей (включая параметры ОФП) отражают специфику интерференции скважин, обусловленную, с одной стороны, свойствами околоскважинного пространства добывающей скважины и свойствами межскважинного пространства — зоны дренирования добывающей скважины, охватывающей множество связанных с ней нагнетательных скважин, а с другой — особенностями работы скважин и упругостью пласта. Поэтому изучение закономерностей в поведении параметров ОФП путем математического моделирования требует проведения вычислительных экспериментов на моделях пласта с различной конфигурацией неоднородного строения и различной динамикой дебита и приемистости при разных значениях сжимаемости.

Учитывая вышесказанное, для проведения вычислительных экспериментов были созданы 24 синтетические 2D-модели (модель № 1, модель № 2 и т. д.) горизонтально расположенного неоднородного пласта с нефтяной залежью, разрабатываемой при заводнении. Такое количество моделей соизмеримо с количеством скважин: во всех моделях 9 добывающих и 16 нагнетательных вертикальных совершенных скважин, расположение и назначение которых одинаково во всех моделях. Добывающие скважины работают при постоянном (одинаковом для всех скважин) забойном давлении, а управление нагнетательными скважинами организовано в виде нестационарной динамики приемистости, различной для каждой скважины. Такие граничные условия на скважинах позволяют исключить из рассмотрения аквифер и сконцентрироваться на целевых факторах, обуславливающих формирование фильтрационных потоков, а именно на неоднородности и упругости пласта и на специфике динамики приемистости по разным скважинам.

Каждая добывающая скважина расположена в центре квадратного однородного сегмента, при этом модели отличались между собой только тем, что абсолютная проницаемость каждого такого сегмента менялась случайным образом, а все остальные свойства рассчитывались по правомерным функциональным зависимостям от абсолютной проницаемости. В частности, использовалась гиперболическая зависимость между остаточной водонасыщенностью и остаточной нефтенасыщенностью [Иванов и др., 1984]. Абсолютная проницаемость изменялась в диапазоне от 100 до 900 мД кратно 100 мД. Участок между сегментами для всех моделей имеет проницаемость 500 мД. Начальное насыщение предельное, т. е. до остаточной водонасыщенности. На рис. 1 показано поле проницаемости с расположением скважин для одной из моделей. Параметры моделей приведены в таблице 1.

Перечисленные особенности обеспечивают разные динамики дебита жидкости и обводненности в разных 2D-моделях у скважин, расположенных в сегментах с одинаковыми свойствами. Следовательно, результаты, полученные на рассматриваемом множестве моделей, позволяют исследовать поведение параметров ОФП в 0D-модели CRM (в данном случае — CRMP). Чтобы исследовать фактор упругости, вычислительные эксперименты были проведены для всех моделей пласта при двух вариантах сжимаемости нефти: в варианте № 2 сжимаемость была в 10 раз больше, чем в варианте № 1.

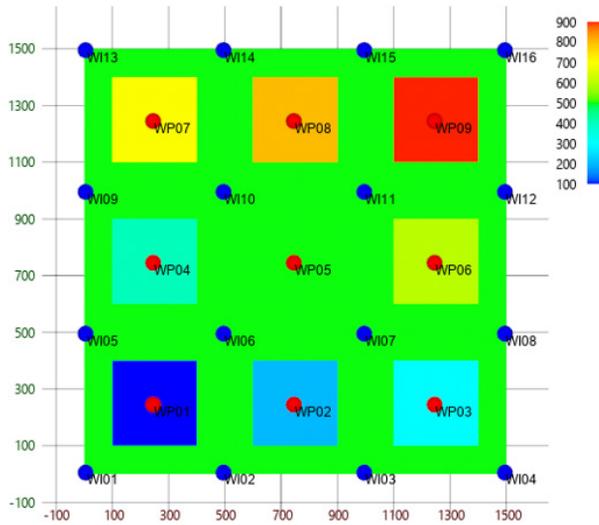


Рис. 1. Поле абсолютной проницаемости (мД). Расположение скважин в одной из моделей

Fig. 1. Absolute permeability field (mD). The location of wells in one of the models

Таблица 1. Параметры 2D-моделей

Table 1. Parameters of 2D models

Параметр	Значение
Количество расчетных ячеек	150 × 150
Размер стороны сегмента, м	300
Мощность пласта, м	10
Расстояние между скважинами, м	500
Плотность воды, кг/м ³	1 000
Плотность нефти, кг/м ³	800
Динамическая вязкость воды, сП	1
Динамическая вязкость нефти, сП	10
Сжимаемость породы, бар ⁻¹	1 · 10 ⁻¹⁶
Сжимаемость воды, бар ⁻¹	1 · 10 ⁻⁵
Сжимаемость нефти, бар ⁻¹	1,2 · 10 ⁻⁵

Результаты и обсуждение

Результаты расчетов (моделирование разработки нефтяной залежи при условии выключения добывающих скважин при достижении предельной обводненности) на 2D-модели, а именно поскважинные данные по динамике жидкости и обводненности, а также данные по динамике приемистости, принимались за фактические промысловые данные, на которые в автоматическом режиме проводилась адаптация 0D-модели. В качестве идентифицируемых были взяты пять параметров ОФП, а именно: остаточная

нефтенасыщенность (S_{or}), ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности ($K_{r_{o0}}$), ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности ($K_{r_{w0}}$), степень Кори ОФП по нефти (N_o) и степень Кори ОФП по воде (N_w). Остаточная водонасыщенность предполагается известной по результатам керновых исследований и/или по результатам геофизических исследований скважин.

Для иллюстрации отличия ОФП в 2D- и 0D-модели на рис. 2 показаны динамики дебита жидкости для одной из скважин, рассчитанные: 1) на 2D-модели (факт), 2) адаптированной за счет модификации ОФП 0D-модели и 3) неадаптированной 0D-модели, в которой использованы ОФП из 2D-модели. Видно, что фактическая и расчетная по неадаптированной модели динамики дебита заметно отличаются. Аналогичная картина разной степени выраженности имеет место и для всех остальных скважин.

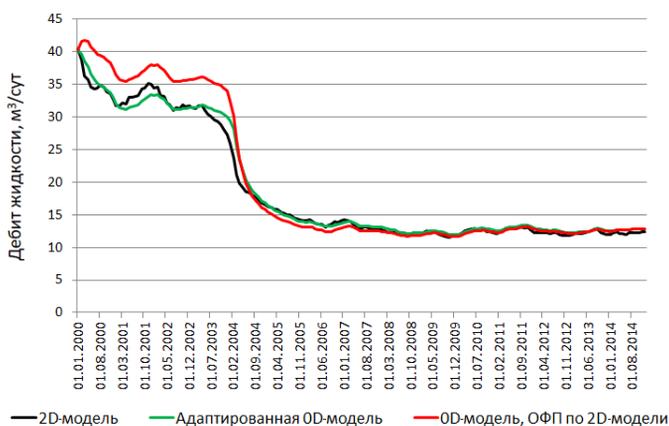


Рис. 2. Фактическая и расчетная динамика дебита жидкости для одной из скважин (модель № 1, вариант № 2)

Fig. 2. Actual and calculated dynamics of fluid flow rate for one of the wells (model No. 1, variant No. 2)

На рис. 3 показана гистограмма абсолютных значений относительной невязки между средними (среди всех 24 моделей) параметрами ОФП для вариантов № 1 и 2 (значения приведены для сегментов пласта разной проницаемости). Значения невязок среди всех параметров в среднем составляют 3,5%, максимум — до 11%. Из этого следует, что различие в сжимаемости нефти (в 10 раз) не является значимым фактором на функции ОФП в 0D-модели. На рис. 3 обращает на себя внимание отсутствие каких-либо тенденций изменения как величины невязки от проницаемости, так и разных параметров ОФП при фиксированных значениях проницаемости. Это означает, что на параметры, приписываемые к зоне с определенной проницаемостью, оказывает влияние формирование фильтрационных потоков, обусловленное не только проницаемостью соседних зон, но и особенностями работы скважин, расположенных в этих зонах.

Для исследования влияния этого фактора на всех 24 моделях проведены расчеты при альтернативной схеме закачки, для которой динамика приемистости была сгенерирована

случайным образом, но при тех же объемах накопленной закачки, что и по изначальной схеме закачки. На рис. 4 показана гистограмма абсолютных значений относительной невязки между средними (среди всех 24 моделей) параметрами ОФП по исходной и альтернативной схемам закачки (значения приведены для сегментов пласта разной проницаемости). Как видно, изменение динамики закачки привело к большей разнице между параметрами ОФП, чем изменение сжимаемости.

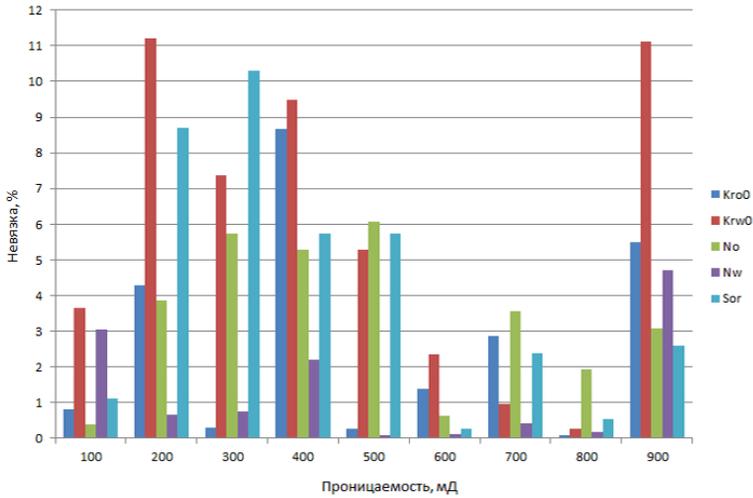


Рис. 3. Абсолютные значения относительной невязки между средними параметрами ОФП для вариантов № 1 и 2 (исходная схема закачки)

Fig. 3. Absolute values of the relative discrepancy between the average relative phase permeability parameters for options No. 1 and 2 (original injection scheme)

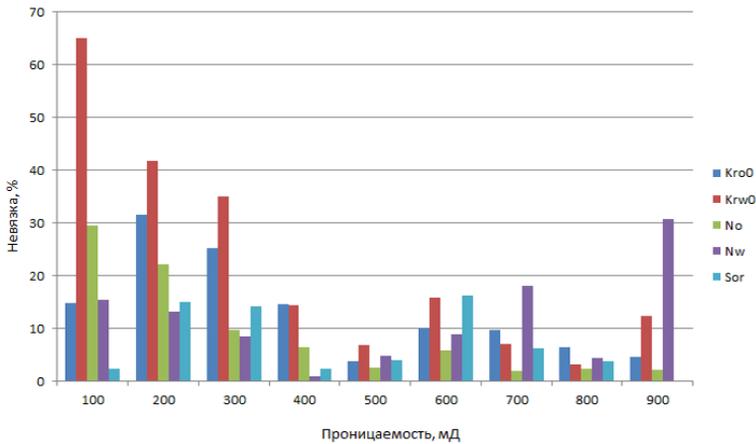


Рис. 4. Абсолютные значения относительной невязки между средними параметрами ОФП для исходной и альтернативной схем закачки

Fig. 4. Absolute values of the relative discrepancy between the average relative phase permeability parameters for original and alternative injection schemes

Далее рассмотрим закономерности параметров ОФП в 2D- и 0D-моделях относительно абсолютной проницаемости, заданной в 2D-модели. Для оценки устойчивости найденных закономерностей аппроксимирующие зависимости строились по трем выборкам данных, объем которых составлял соответственно 1/4, 1/2 и 3/4 от общего объема данных по 24 моделям. Заметим, что данные выборки формировались случайным образом, т. е. чтобы в более крупной выборке не присутствовали все данные из более мелкой. Такой подход позволяет выяснить влияние фактора количества исходных данных на получаемые уравнения регрессии.

На рис. 5–9 показаны зависимости параметров ОФП для 2D- и 0D-модели по трем выборкам данных. Видно, что зависимости для всех параметров ОФП в 0D-модели трансформировались относительно зависимостей, заданных в 2D-модели. Для остаточной нефтенасыщенности (рис. 5) зависимость осталась с положительной производной, но закономерность ее изменилась: с ростом проницаемости производная в 0D-модели увеличивается, а в 2D-модели, наоборот, уменьшается. Для ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности (рис. 6) и степени Кори ОФП по воде (рис. 7) тенденция осталась той же, но стала другой интенсивности. Для ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности (рис. 8) и степени Кори ОФП по нефти (рис. 9) тенденция исчезла: параметры не зависят от проницаемости. Таким образом, установленный факт трансформации зависимостей параметров ОФП свидетельствует о том, что параметры ОФП связаны с фильтрационными свойствами и упругоёмкостью пласта, а также спецификой работы скважин.

Полученные зависимости имеют различные коэффициенты детерминации (рис. 10). Самые высокие коэффициенты — для остаточной нефтенасыщенности и показателя степени Кори ОФП по воде. Полученные значения ($\sim 0,6 \dots 0,8$) позволяют говорить, с одной стороны, о наличии зависимости от абсолютной проницаемости, а с другой — показывают влияние других факторов. Самые низкие коэффициенты детерминации — для ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности и для степени Кори ОФП по нефти, следовательно, для этих параметров зависимости от проницаемости в 0D-модели отсутствуют. Из рис. 5–10 также видно, что рассмотренные объемы выборок для построения зависимостей почти не влияют на вид зависимости и качество аппроксимации.

Понятно, что установленные закономерности в трансформации параметров ОФП не универсальны и свойственны исключительно для рассмотренной совокупности синтетических моделей пласта. Тем не менее они показывают, что при изменении размерности модели, например в случае иерархического моделирования, должны учитываться закономерности в трансформации параметров ОФП. Также понятно, что углубленное исследование таких закономерностей посредством разносторонних вычислительных экспериментов в конечном итоге позволит более обоснованно корректировать параметры не только при иерархическом моделировании, но и вообще при настройке модели любой размерности на фактические данные, что должно положительно сказаться на практической значимости результатов моделирования при сопровождении разработки нефтяных залежей.

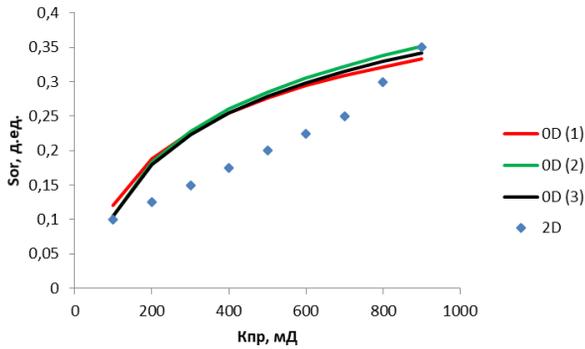


Рис. 5. Зависимость остаточной нефтенасыщенности для OD-модели (три варианта выборки данных) и 2D-модели от абсолютной проницаемости

Fig. 5. Dependence of residual oil saturation for the OD model (three variants of data samples) and the 2D model on absolute permeability

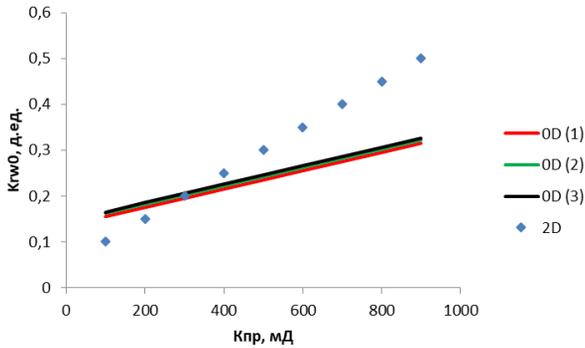


Рис. 6. Зависимость ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности для OD-модели (три варианта выборки данных) и 2D-модели от абсолютной проницаемости

Fig. 6. Dependence of water relative phase permeability with residual oil saturation for the OD model (three variants of data samples) and the 2D model on absolute permeability

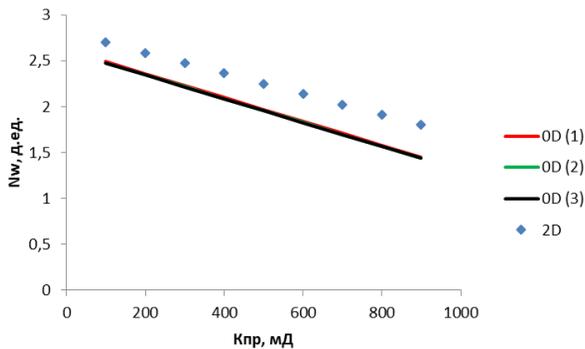


Рис. 7. Зависимость степени Кори ОФП по воде для OD-модели (три варианта выборки данных) и 2D-модели от абсолютной проницаемости

Fig. 7. Dependence of the Corey exponent for water relative phase permeability for the OD model (three variants of data samples) and the 2D model on absolute permeability

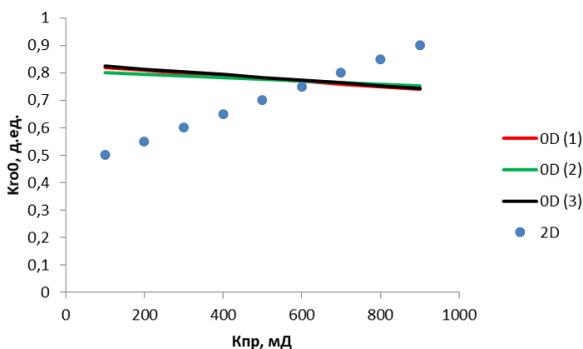


Рис. 8. Зависимость ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности для OD-модели (три варианта выборок данных) и 2D-модели от абсолютной проницаемости

Fig. 8. Dependence of the oil relative phase permeability with residual water saturation for the OD model (three variants of data samples) and the 2D model on absolute permeability

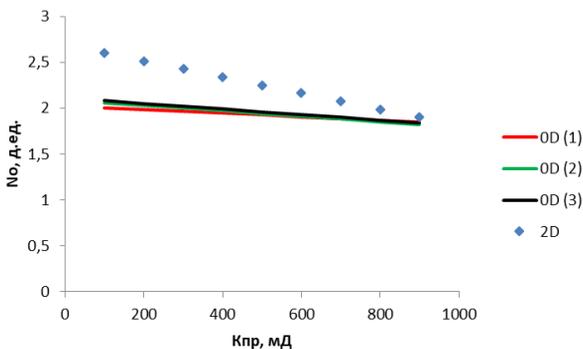


Рис. 9. Зависимость степени Кори ОФП по нефти для OD-модели (три варианта выборок данных) и 2D-модели от абсолютной проницаемости

Fig. 9. Dependence of the Corey exponent for oil relative phase permeability for the OD model (three variants of data samples) and the 2D model on absolute permeability

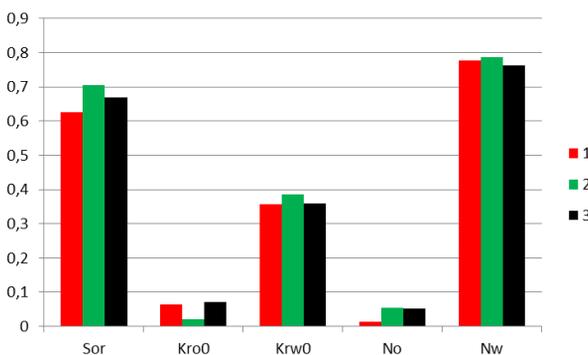


Рис. 10. Гистограмма коэффициентов детерминации зависимостей параметров ОФП для трех выборок данных

Fig. 10. Histogram of the coefficients of determination of the dependencies of the relative phase permeability parameters for three data samples

Заключение

Исследования, выполненные на основе синтетических данных, позволили показать наличие закономерностей в трансформации параметров функции ОФП на примере изменения размерности математической модели пласта с 2D на 0D. Установлено, что зависимости параметров ОФП, а именно остаточной нефтенасыщенности, ОФП по нефти и воде при остаточных насыщениях и показателей степени Кори от абсолютной проницаемости, трансформируются по-разному.

Рассмотрены факторы, обуславливающие трансформацию параметров ОФП. Показано, что для 0D-модели CRMP, в которой функции ОФП характеризуют зоны дренирования добывающих скважин и включают в себя множество реагирующих с ними нагнетательных скважин, изменение параметров ОФП связано с фильтрационными свойствами пласта и спецификой работы скважин, а также в меньшей степени — с упругостью пласта.

Из результатов исследований следует, что понимание особенностей трансформации параметров ОФП может позволить более обоснованно проводить адаптацию математических моделей различной размерности, в частности при реализации процесса иерархического моделирования разработки месторождений углеводородов.

Полученные результаты, естественно, носят не универсальный характер. Их назначение — по сути, на простейшем примере показать, что на параметры ОФП при изменении размерности модели, помимо свойств пласта, влияют и другие факторы: в рассмотренном примере это сжимаемость и специфика закачки на разных скважинах. Применительно к более сложным пластам и фильтрационным процессам в них, в частности применительно к образованию конусов воды, вопрос о закономерностях трансформации параметров модели и ранжировании факторов, влияющих на трансформацию, представляет предмет дальнейших исследований. Кроме того, в будущих работах планируется выяснить влияние размеров сегментов (зон неоднородности пласта) на закономерности трансформации параметров ОФП.

Список источников

- Азиз Х., Сеттари Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. 407 с.
- Бекман А. Д. 2023. Новая двухфазная емкостно-резистивная прокси-модель процесса разработки нефтяного месторождения // Математическое моделирование. Том 35. № 5. С. 47–61. <https://doi.org/10.20948/mm-2023-05-04>
- Иванов В. А., Храмова В. Г., Дняров Д. О. 1984. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 97 с.
- Поспелова Т. А., Степанов С. В., Стрекалов А. В., Соколов С. В. 2021. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений. М.: Недра. 427 с.
- Степанов С. В., Бекман А. Д., Ручкин А. А., Поспелова Т. А. 2021. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: Экспресс. 300 с. <https://doi.org/10.54744/TNSC.2021.53.50.001>
- Fei C. 2014. Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model: Ph. D. diss. The University of Texas at Austin. 243 p.
- Sayarpour M. 2008. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: Ph. D. diss. The University of Texas at Austin. 236 p.

References

- Aziz, Kh., & Settari, A. (1982). *Petroleum reservoir simulation*. Nedra. [In Russian]
- Bekman, A. D. (2023). The new CRM-like two-phase proxy-model for the process of oil field development. *Matematicheskoe modelirovanie*, 35(5), 47–61. <https://doi.org/10.20948/mm-2023-05-04> [In Russian]
- Ivanov, V. A., Hramova, V. G., & Diyarov, D. O. (1984). *Structure of the pore space of oil and gas reservoirs*. Nedra. [In Russian]
- Pospelova, T. A., Stepanov, S. V., Strekalov, A. V., & Sokolov, S. V. (2021). *Mathematical modeling for making reservoir engineering decisions*. Nedra. [In Russian]
- Stepanov, S. V., Bekman, A. D., Ruchkin, A. A., & Pospelova, T. A. (2021). *Support of oil field development using CRM models*. Express. <https://doi.org/10.54744/TNSC.2021.53.50.001> [In Russian]
- Fei, C. (2014). Development of a two-phase flow coupled capacitance resistance model [Doctoral dissertation, The University of Texas at Austin].
- Sayarpour, M. (2008). *Development and application of capacitance-resistive models to water/CO₂ floods* [Doctoral dissertation, The University of Texas at Austin].

Информация об авторах

Александр Дмитриевич Бекман, кандидат физико-математических наук, главный инженер проекта, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
adbekman@rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5907-523X>

Сергей Викторович Степанов, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Дмитрий Валерьевич Зеленин, главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
dvzelenin@rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5918-2377>

Information about the authors

Alexander D. Bekman, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Chief Project Engineer, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
adbekman@rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5907-523X>

Sergei V. Stepanov, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia; Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Dmitry V. Zelenin, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
dvzelenin@rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5918-2377>